

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В.
Кашина
«_____» _____ 2018
г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.02.09 «Экономика предприятий и организаций (энергетика) »

**«Разработка и обоснование инвестиционного проекта технического
переворужения филиала «Берёзовская ГРЭС»
(на примере ПАО «Юнипро»)»**

Пояснительная записка

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук Ю.А. Хегай
подпись, дата

Выпускник _____ П.А. Панюшкин
подпись, дата

Нормоконтролер _____ Т.М. Руденко
подпись, дата

Красноярск 2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В.
Кашина
«____» _____ 2018
г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту (ке) Панюшкину Павлу Александровичу

Группа ЗУБ14-02БВ Направление (специальность) 38.03.01.02.09

«Экономика предприятий и организаций (энергетика)»

Тема выпускной квалификационной работы: Разработка и обоснование инвестиционного проекта технического перевооружения филиала «Берёзовская ГРЭС» (на примере ПАО «Юнипро»)

Утверждена приказом по университету № 5713/С от 19.04.2018г.

Руководитель ВКР Хегай Ю.А. – канд. техн. наук, доцент кафедры «ЭОПЭТК» ИУБПЭ СФУ

Исходные данные для ВКР:

- законодательные и нормативные документы, специальная, научная литература;
- информация, предоставленная филиалом «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро».

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

- реализация инвестиционных программ в энергетике Сибири;
- методология оценки эффективности инвестиционных проектов;
- оценка эффективности инвестиционного проекта технического перевооружения филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро».

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей, плакатов:

- цель и задачи дипломного проекта;
- инвестпрограмма – ПАО «Юнипро»;
- динамика основных технико-экономических показателей «Берёзовской ГРЭС» с 2014 по 2017 год;

- конкурентное окружение «Березовской ГРЭС» на территории Красноярского края и Республики Хакасия;
- основные причины ограничения установленной мощности энергоблока №1;
- привлекательность проекта технического перевооружения энергоблок №1 для «Березовской ГРЭС»;
- исходные данные для оценки экономической эффективности проекта;
- расчет коммерческой эффективности проекта в текущих (базовых) и прогнозных ценах с учетом индекса инфляции;
- финансовый профиль проекта;
- анализ чувствительности проекта;
- анализ безубыточности проекта в абсолютных и относительных показателях.

Руководитель ВКР _____ доцент, канд. техн. наук Ю.А. Хегай
подпись

Задание принял к исполнению _____ П.А. Панюшкин
подпись

« 01 » февраля 2018 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Реализация инвестиционных программ в энергетике Сибири	8
1.1 Анализ энергетической стратегии Сибири на период до 2030 года	8
1.2 Характеристика и приоритетные направления развития «Берёзовской ГРЭС» ПАО «Юнипро»	14
2 Методология оценки эффективности инвестиционных проектов	22
2.1 Оценка эффективности инвестиционных проектов: понятие, подход, принципы	22
2.2 Критерии и методы оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике	27
2.3 Анализ инвестиционного проекта энергопредприятия «Березовская ГРЭС» ПАО «Юнипро»	36
3 Оценка эффективности инвестиционного проекта технического переворужения Берёзовской ГРЭС	40
3.1 Анализ технических параметров инвестиционного проекта	40
3.2 Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта	Ошибка!
Закладка не определена.	
3.3 Анализ проектных рисков	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	45
Список использованных источников	48
Приложение А Расчет коммерческой эффективности проекта	55
Приложение Б Анализ чувствительности проекта	60
Приложение В Анализ безубыточности проекта	64

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время основными проблемами в генерирующем секторе электроэнергетики России являются: высокий уровень морального и физического износа генерирующего оборудования, низкий КПД тепловых электростанций, чрезмерно высокая доля газа и непропорционально низкая доля угля в топливном балансе. Решить их и обеспечить надежность энергоснабжения страны сегодня и в будущем, можно только привлекая инвестиции в новое строительство, и что еще более актуально инвестировать проекты технического перевооружения, реконструкции и модернизации действующих электростанций. Инвестиции, направленные на перевооружение энергетики современным и надежным оборудованием сегодня, это залог безопасной, безаварийной и эффективной работы отрасли в будущем. Осознание этого пришедшим в отрасль бизнесом и той меры ответственности, которая на нем лежит, является важным и необходимым условием дальнейшего успешного развития отечественной электроэнергетики. Примером этого может служить предприятие «Березовская ГРЭС» ПАО «Юнипро» расположенное в западной Сибири.

Потенциал Березовской ГРЭС, в этом плане сложно переоценить. Это одно из крупных предприятий края, одна из самых молодых, высокотехнологичных и экономически эффективных среди тепловых электростанций России, но учитывая, что после завершения строительства прошло уже более 30-и лет, техническое перевооружение и модернизация оборудования станции необходимо и экономически оправдано. Следует увеличить выработку станции за счёт доведения установленной мощности двух действующих энергоблоков до проектных 800 МВт, улучшить технико-экономические и экологические показатели, снизить потребление

электроэнергии на собственные нужды. На данный момент мощность второго энергоблока 800 МВт, первого ограничена и составляет 750 МВт.

Основными причинами ограничения установленной мощности энергоблока №1 являются:

- шлакование и занос золой ширмовых поверхностей нагрева и поверхностей нагрева конвективной шахты котла;
- ограничение размольной и сушильной производительности мельниц-вентиляторов при работе котлоагрегата на 7 пылесистемах с калорийностью угля ниже 3650 ккал/кг.

Актуальность данной проблемы определила выбор темы дипломного проекта. Целью данного дипломного проекта является экономическое обоснование проведения комплекса мероприятий по доведению мощности энергоблока №1 филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро» до проектного значения 800 МВт.

Для достижения поставленной цели в проекте поставлены и успешно решены следующие задачи:

- Проведена сравнительная характеристика современных методов оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике;
- Проведена оценка технико-экономических показателей работы предприятия;
- Рассмотрены основные причины существующего ограничения мощности предприятия и технические мероприятия по его снятию;
- Определена коммерческая эффективность проекта технического перевооружения;
- Проведен анализ проектных рисков, включая оценку чувствительности проекта к изменению исследуемых параметров.

1 Реализация инвестиционных программ в энергетике Сибири

1.1 Анализ энергетической стратегии Сибири на период до 2030 года

Главной задачей энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций. Она определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период до 2030 года, приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей, с учетом перехода российской экономики на инновационный путь развития.

Положения энергетической стратегии России на период до 2030 года используются при разработке и корректировке программ социально-экономического развития, энергетических стратегий и программ субъектов Российской Федерации, в частности комплексных программ по энергетическому освоению регионов Восточной Сибири.

Достижение указанной цели требует последовательного продвижения в решении следующих основных задач:

- модернизация и создание новой энергетической инфраструктуры на основе масштабного технологического обновления энергетического сектора экономики страны;
- формирование устойчиво благоприятной институциональной среды в энергетической сфере;
- повышение энергетической и экологической эффективности российской экономики и энергетики, в том числе за счет структурных изменений и активизации технологического энергосбережения;

- дальнейшая интеграция российской энергетики в мировую энергетическую систему.

В документе рассматривается общее повышение энергоэффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса и экономике в целом, а также реализация инновационных и новых капиталоемких энергетических проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на континентальном шельфе арктических морей и полуострове Ямал.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года предусматривает особые направления перспективного развития для теплоэнергетики, атомной энергетики и гидроэнергетики, а также для единой энергетической системы России и электросетевого комплекса.

В Сибири и на Дальнем Востоке это:

- тепловые электростанции, работающие в основном на угольном топливе Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов, а также Иркутского бассейна, забайкальских и дальневосточных месторождений (использование тепловых электростанций, работающих на газовом топливе, предусматривается в этих регионах лишь для теплоэлектроцентралей в крупных газифицированных городах из соображений снижения экологической нагрузки);

- гидрогенерирующие электростанции, действующие и сооружаемые для покрытия всех зон графика электрических нагрузок, с доминированием их мощностей в полупиковой и пиковой части графика нагрузок;

- развитие тепловых электростанций, работающих на газе в районе крупных месторождений природного газа, в том числе с использованием остающихся в отработанных месторождениях запасов низконапорного газа;

- использование энергии атомных источников большой, средней и малой мощности в районах их потенциальной конкурентоспособности (Томская область, Крайний Север, Дальний Восток и другие);

- развитие малой энергетики на возобновляемых источниках энергии, в том числе путем замещения локальной дизельной генерации.

Так, в теплоэнергетике будет реализовываться стратегическое направление опережающего развития угольных тепловых электростанций, особенно в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В результате доля угля в потреблении топлива тепловыми электростанциями к концу третьего этапа реализации настоящей Стратегии увеличится соответственно с 26 до 34 - 36 процентов, а доля газа, наоборот, снизится с 70 до 60 - 62 процентов. В целом: генерирующие мощности, работающие на газе, к 2030 году будут представлять собой в основном парогазовые установки с коэффициентом полезного действия 53 – 55 процентов, газотурбинные установки или в необходимых случаях сочетание последних с котлом-утилизатором; генерирующие мощности, работающие на угле, будут представлять собой установки, работающие на суперкритических параметрах пара, с коэффициентом полезного действия от 45 до 50 процентов, установки, оборудованные котлами с низкотемпературным вихрем, и определенное количество установок, работающих на сверхкритических параметрах пара. Также будут осваиваться установки с газификацией угля и энерготехнологические установки. Общий средний коэффициент полезного действия производства электроэнергии на установках, работающих на угле, составит около 41 процента.

В Сибирском федеральном округе к 2030 году производство первичных источников энергии увеличится в 3,2 - 3,9 раза к уровню 2008 года, а объемы их потребления - в 1,4 - 1,6 раза. В результате обеспеченность региона собственными первичными энергоресурсами повысится с 42 процентов в 2008 году до 99 - 100 процентов к 2030 году. Также возрастут их поставки в другие регионы страны и на экспорт.

На первом этапе реализации энергетической стратегии России на период до 2030 года в Сибирском федеральном округе увеличится добыча нефти и

природного газа. Продолжится освоение нефтяных месторождений в Красноярском крае (Ванкор-Сузунский центр). Будут предприняты активные меры по освоению крупных газовых месторождений региона. Начнется создание новых нефте- и газохимических центров. Возрастут объемы добычи угля в Канско-Ачинском угольном бассейне при их стабилизации в Кузнецком угольном бассейне. Продолжится строительство нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан. В изолированных промышленных узлах получит развитие производство тепла и электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии.

На втором этапе продолжится рост объемов добычи нефти и особенно природного газа. Начнется эксплуатация Красноярского (на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений) и Иркутского (на базе Ковыктинского месторождения) газовых центров. Будут созданы крупные нефте- и газохимические комплексы. Получит дальнейшее развитие гидроэнергетика и угольная электрогенерация с использованием современных инновационных технологий сжигания твердого топлива. Крупные гидроэлектростанции станут основой для формирования территориальных энергопромышленных комплексов в регионе. Получит дальнейшее развитие угольная промышленность, в том числе за счет освоения новых месторождений в Республике Тыва и Забайкальском крае. Будут увеличены поставки угля в европейские регионы России, для чего потребуются расширение пропускной способности железных дорог в западном направлении. Расширится использование возобновляемых источников энергии в удаленных и изолированных районах Сибирского федерального округа.

На третьем этапе реализации энергетической стратегии России на период до 2030 года продолжится наращивание добычи нефти и природного газа. Завершится газификация региона. Будет завершено строительство межрегиональных магистральных электрических связей Сибирь - Урал -

Центр с пропускной способностью, позволяющей эффективно использовать сибирские гидро и топливные ресурсы, реализовать эффекты широтной протяженности Единой энергетической системы России. Электроэнергия будет передаваться по линиям электропередачи постоянного и переменного тока сверхвысокого напряжения на Урал и в европейскую часть России.

К 2030 году регион будет устойчиво занимать первое место в России по добыче коксующегося и энергетического угля, второе место по добыче нефти и газа, одно из ведущих мест в российской нефтехимии, а также будет играть лидирующую роль в поставках гелия на российский и мировой рынки.

Благодаря развитию энерготранспортной инфраструктуры и использованию возобновляемых источников энергии будет не только обеспечена энергетическая безопасность всех районов Сибирского федерального округа, но и организованы стабильные поставки энергоресурсов в энергодефицитные районы страны и на экспорт.

В период действия энергетической стратегии России на период до 2030 года энергетический сектор сохранит свое определяющее значение при решении важных стратегических задач развития страны. В первую очередь это касается строительства новой энергетической инфраструктуры, которая позволит обеспечить ускоренное социально-экономическое развитие Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также преодолеть инфраструктурную разобщенность ряда регионов Российской Федерации и сформировать новые территориально-производственные комплексы на базе развития энергообеспечивающего и перерабатывающего производства.

Развитие отраслей топливно-энергетического комплекса, потребует крупных инвестиций (таблица 1). Основными источниками инвестиций будут собственные средства, прибыли акционерных компаний (российских и зарубежных) с привлечением кредитов и средств от дополнительной эмиссии акций. При модернизации существующих и строительстве новых электростанций и гидроэлектростанций, а также в случаях, если в силу

региональных особенностей энергокомпаний не являются самодостаточными и инвестиционно привлекательными, будут в соответствии с утвержденными программными документами привлекаться государственные средства.

Таблица 1- Прогноз капитальных вложений, необходимых для развития электроэнергетики России на период до 2030 года, в ценах 2017 года

миллиардов долларов США

Показатель	1-й этап	2-й этап	3-й этап	2009 - 2030 годы - всего
Капиталовложения в электроэнергетику	122 - 126	110 - 233	340 - 529	572 - 888
Тепловые электростанции (КЭС и ТЭС)	32 - 33	46 - 112	122 - 145	200 - 290
Гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции	17 - 18	8 - 15	30 - 92	55 - 125
Атомные электростанции	29 - 30	13 - 28	58 - 81	100 - 139
Сети	44 - 45	43 - 78	130 - 211	217 - 334

Чтобы воплотить стратегию в жизнь потребуются огромные усилия, инвестиции, передовые отечественные и зарубежные технологии и опыт и прежде всего людские ресурсы. Уже сейчас в России острая нехватка строительных организаций которым по плечу реализация крупных проектов, добавив к этому что новое строительство потребует больших капитальных затрат, наиболее актуальным на начальном этапе реализации энергетической стратегии России на период до 2030 года становятся инвестиционные проекты, направленные на техническое перевооружение, реконструкцию, улучшение технико-экономических показателей и повышение надежности действующего оборудования. Полученный при этом опыт как для

энергокомпаний, так и для строительных организаций позволит перейти к более крупным проектам. Для «Берёзовской ГРЭС» техническое перевооружение и реконструкция действующих энергоблоков первый шаг к дальнейшему развитию в рамках принятой ПАО «Юнипро» инвестпрограммы.

1.2 Характеристика и приоритетные направления развития «Берёзовской ГРЭС» ПАО «Юнипро»

Для «Берёзовской ГРЭС» техническое перевооружение и реконструкция действующих энергоблоков первый шаг к дальнейшему развитию в рамках принятой ПАО «Юнипро» инвестпрограммы.

ПАО «Юнипро» (до июня 2016 года – ОАО «Э.ОН Россия») – наиболее эффективная компания в секторе тепловой генерации электроэнергии в РФ. В состав Юнипро входят пять тепловых электрических станций общей мощностью 11 229 МВт: Сургутская ГРЭС-2 (5657 МВт), Березовская ГРЭС (2400 МВт), Шатурская ГРЭС (1493 МВт), Смоленская ГРЭС (630 МВт), и Яйвинская ГРЭС (1048 МВт).

Основной вид деятельности – производство и продажа электрической энергии и мощности и тепловой энергии. ПАО «Юнипро» также представлено на рынках распределенной генерации и инжиниринга в РФ.

В 2005 году на базе пяти электростанций было создано ОАО «ОГК-4», в состав которого вошли электростанции мощностью 8630 МВт: Сургутская ГРЭС-2, Березовская ГРЭС, Шатурская ГРЭС, Смоленская ГРЭС и Яйвинская ГРЭС.

В 2007 году контрольный пакет ОАО «ОГК-4» был приобретен международным энергетическим концерном E.ON. В июле 2011 года ОАО «ОГК-4» было переименовано в ОАО «Э.ОН Россия». С 1 января 2016 года после выделения из концерна E.ON новой международной компании Uniper,

ОАО «Э.ОН Россия» вошло в ее состав и в июне 2016 года было переименовано в ПАО «Юнипро».

Основной акционер компании Юнипро – концерн Uniper – занимает лидирующие позиции в секторе традиционной генерации электроэнергии. Компания осуществляет свою деятельность на территории стран Европы, в России и ряде других государств мира. В состав Uniper входят гидро-, газовые и угольные электростанции общей мощностью 40 ГВт. Благодаря этим ключевым активам и использованию разных видов топлива компания Uniper является крупным надежным поставщиком электрической энергии, значительная часть которой производится с использованием экологически безопасных технологий, например, на газовых и гидроэлектростанциях.

В 2010-2011 годах компания ввела в эксплуатацию 4 новых парогазовых энергоблока общей мощностью 1600 МВт на Сургутской ГРЭС-2, Шатурской ГРЭС и Яйвинской ГРЭС, а также нарастила мощность Березовской ГРЭС на 100 МВт, благодаря проведенной модернизации оборудования. С вводом в эксплуатацию в 2015 году пылеугольного энергоблока мощностью 800 МВт на Березовской ГРЭС компания Э.ОН Россия (с июня 2016 года – ПАО «Юнипро») завершила свою инвестиционную программу, увеличив общую установленную мощность на 2400 МВт.

В 2016 году за счет перемаркировки энергоблоков ПСУ 800 МВт Сургутская ГРЭС-2 официально получила суммарную прибавку мощности в 60 МВт.

В 2017 году на филиале «Яйвинская ГРЭС» проведена модернизация газовой турбины пятого энергоблока ПГУ-400 для увеличения установленной мощности на 24 МВт.

Таким образом в результате строительства новых мощностей и реализованной программы модернизации на сегодняшний день общая установленная мощность ПАО «Юнипро» составляет 11 205 МВт.

ПАО «Юнипро»

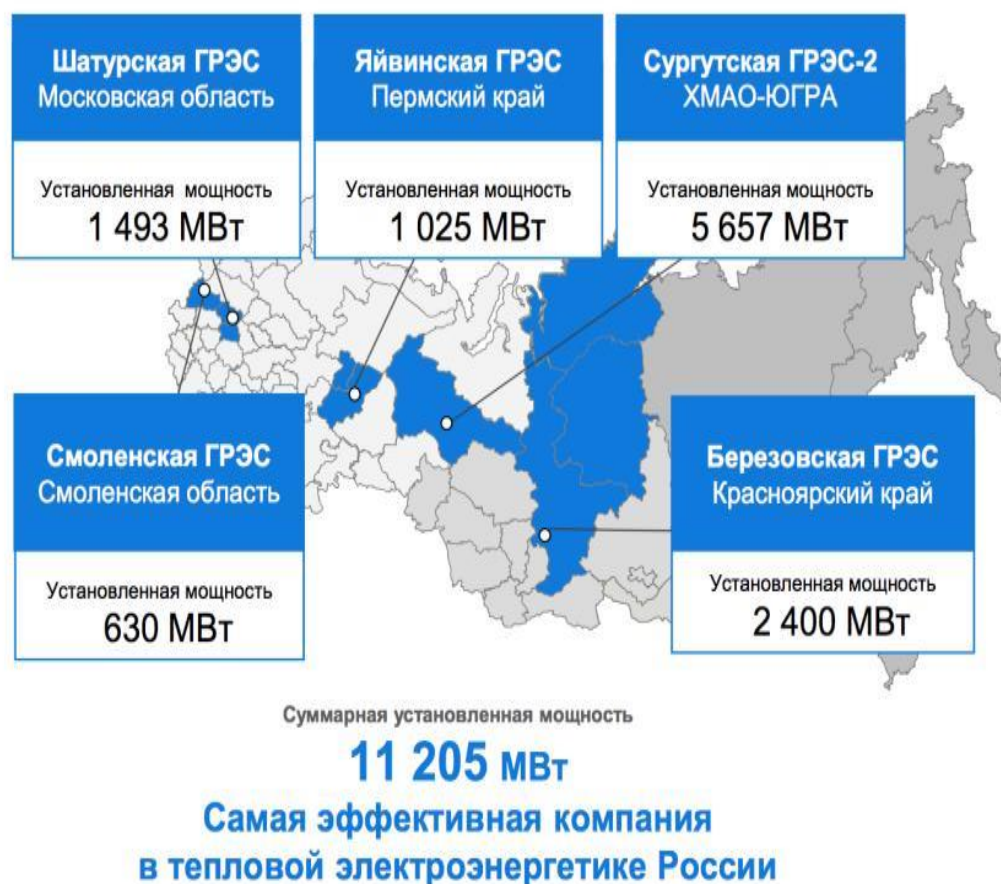


Рисунок 1 – Состав ПАО «Юнипро»

Выдача электрической мощности осуществляется по двум ВЛ-500 кВ до подстанции «Итатская» и распределяется по ОЭС Сибири.

В качестве топлива для электростанции используются угли Березовского месторождения, с калорийностью в среднем 3740 ккал/кг и зольностью в среднем 4,7%. Среднегодовое потребление угля двумя энергоблоками - 5÷6,5 млн. тн. Годовая выработка в 2017 году составила 48,243 млрд.кВт*ч.

Филиал «Березовская ГРЭС» в составе ПАО «Юнипро» является участником оптового рынка электроэнергии (ОРЭ). Компания поставляет

электроэнергию по регулируемым договорам (РД) по ценам (тарифам), установленным регулирующим органом и по свободным конкурентным ценам на рынке на сутки вперед (РСВ) и балансирующем рынке (БР). Вся вырабатываемая станциями электроэнергия поставляется на ОРЭ (вторая ценовая зона - зона Сибири).

Расчеты за электроэнергию (мощность) осуществляются:

- на регулируемом рынке - торговля электрической энергией (мощностью) по Регулируемым ценам на основании договоров купли-продажи электрической энергии (мощности), в 2017 г. около 6% отпуска электроэнергии;

- на конкурентном рынке - торговля электрической энергией (мощностью) по свободным конкурентным ценам.

Электроэнергия:

- по результатам конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков и покупателей на рынке на сутки вперед;

- по свободным двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии;

- по результатам конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков и покупателей на балансирующем рынке.

Мощность:

- по результатам конкурентного отбора мощности;

- по свободным внебиржевым договорам купли-продажи электрической энергии и мощности;

- по свободным биржевым договорам купли-продажи электрической энергии и мощности.

С 01.01.2009 г. постановлением Правительства РФ №643 от 24 октября 2003 г. для участников Оптового рынка энергии и мощности (ОРЭМ) - поставщиков установлено обязательное выставление на биржевые торги свободного объема мощности (поставляемая мощность с учетом объемов

мощности по РД и внебиржевым Свободным договорам электрической мощности (СДЭМ)).

В таблицу 2 сведены основные конкуренты Березовской ГРЭС по выработке электрической энергии на территории Красноярского края и Хакасии, а на рисунке 2 процентное соотношение в годовой выработке электрической энергии.

Таблица 2 - конкуренты «Березовской ГРЭС» по выработке электрической энергии на территории Красноярского края и Хакасии

В миллионах кВтч

Производители электроэнергии на территории Красноярского края и Хакасии:	Выработка электрической энергии в 2017г
Саяно-Шушенская ГЭС	17479
Красноярская ГЭС	23200
Енисейская ТГК (ТГК-13)	11277
Красноярская ГРЭС-2	5020

Филиал «Березовская ГРЭС» является крупным источником теплоснабжения, установленная мощность теплофикационного оборудования 806,6 Гкал/час тепловой энергии. Потребителями тепловой энергии является население, муниципальные и промышленные объекты г.Шарыпово, п. Дубинино и с. Холмогорское.

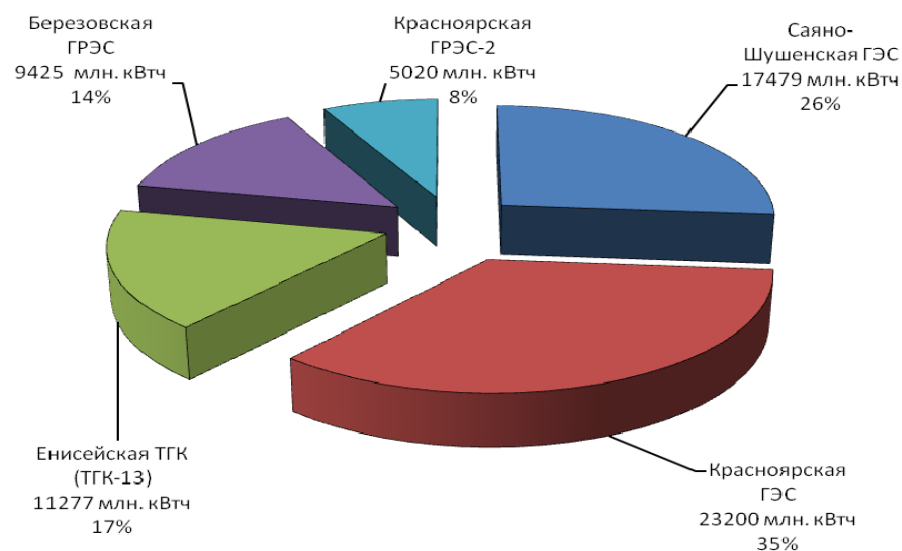


Рисунок 2 - Конкурентное окружение филиала «Березовская ГРЭС»
 ПАО «Юнипро» на территории Красноярского края и Республики Хакасия в
 2017 году (по выработке электрической энергии)

Несмотря на сильную конкуренцию со стороны ГЭС и других генераторов филиал «Березовская ГРЭС» ПАО «Юнипро» имеет высокий потенциал к развитию. В таблице 3 дана динамика основных технико-экономических показателей «Берёзовской ГРЭС» с 2014÷2017 годы.

Конкурентные преимущества филиала «Березовская ГРЭС» ПАО «Юнипро»:

- электростанция расположена в непосредственной близости (на «борту») разреза «Березовский-1» Канско-Ачиского месторождения бурых углей и может потреблять относительно дешевый уголь. Относительно экологически чистое топливо (малое содержание золы и серы) обеспечивает незначительное влияние выбросов на окружающую среду;

- наиболее современное, по отечественным меркам, основное оборудование с хорошими технико-экономическими показателями и высокой степенью автоматизации;

- самый дешевый тариф на электроэнергию среди тепловых станций по сибирскому региону.

Таблица 3 - Динамика основных технико-экономических показателей «Берёзовской ГРЭС» за период с 2014 по 2017 год.

Показатель	Период			
	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.
Выработка эл.энергии, млн.кВтч	8529,19	10820,57	9424,61	9287,65
Отпуск эл.энергии с шин, млн.кВтч	8045,34	10224,8	8898,83	8767,29
Расход эл.энергии на собственные нужды, %	5,7	5,5	5,6	5,6
КИУМ, %	64,9	82,1	71,7	70,5
Отпуск тепл. энергии, Гкал	673126	724522	736110	774139
Удельный расход у.т. на отпуск эл. эн., г/кВтч	339,2	338,2	338,4	337,02
Удельный расход у.т. на отпуск тепл. эн., г/кВтч	153,3	143,03	145,46	146,64
КПД ст (брутто), %	40,38	40,23	40,50	40,79
КПД ст (брутто) по производству эл/эн., %	38,44	38,49	38,50	38,66
КПД ст (нетто) по производству эл/эн., %	36,26	36,37	36,35	36,50

Основные риски:

- режим работы станции сильно зависит от водности в Сибири, сильная конкуренция со стороны ГЭС;
- топливный монопоставщик;
- рынок электроэнергии отсрочка либерализации.

Инвестиционная программа ОАО «Э.ОН Россия» (с июня 2016 года – ПАО «Юнипро») предусматривала строительство парогазовых мощностей на Сургутской ГРЭС-2, Шатурской и Яйвинской ГРЭС, паросилового угольного энергоблока Березовской ГРЭС, а также модернизацию двух действующих

блоков Березовской ГРЭС с увеличением их мощности на 100 МВт. Суммарный объем вводимых мощностей – около 2 500 МВт. Инвестиции в строительство новых генерирующих мощностей составляют порядка 110 млрд. рублей.

На трех электростанциях компании – Шатурской, Яйвинской ГРЭС и Сургутской ГРЭС-2 реализовано типовое решение по строительству одновальных конденсационных энергоблоков на базе парогазового цикла (ПГУ-400). Проекты строительства ПГУ (4 блока, 1600 МВт) зарегистрированы как Проекты совместного осуществления в рамках механизмов Киотского протокола.

Парогазовая технология – на сегодняшний день самый эффективный способ тепловой генерации электроэнергии. Коэффициент полезного действия ПГУ – около 56% (у традиционных паросиловых установок - 40%), а удельный расход условного топлива на 1 кВт.ч. составляет около 220 грамм. Высокие технико-экономические показатели парогазовых установок позволяют существенно снизить себестоимость вырабатываемой энергии, а также сократить выбросы вредных веществ в атмосферу.

Инвестиционные проекты реализованы в рамках договоров на поставку мощности (ДПМ), заключенных компанией. В 2015 году компания в полной мере и в срок выполнила свои обязательства перед Правительством РФ.

На филиале «Березовская ГРЭС» ПАО «Юнипро» в рамках реализации инвестиционной программы решаются следующие задачи:

- увеличение установленной мощности на 100 МВт;
- восстановительный ремонт третьего угольного энергоблока мощностью 800 МВт на базе паросилового цикла.

Целью данного дипломного проекта является экономическое обоснование проведения комплекса мероприятий, позволяющих увеличить установленную мощность энергоблока №1 филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро» на 50 МВт и довести её до проектных значений в 800 МВт.

2 Методология оценки эффективности инвестиционных проектов

2.1 Оценка эффективности инвестиционных проектов: понятие, подход, принципы

В наиболее общем виде под инвестициями или инвестиционными ресурсами подразумевают денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской деятельности в целях получения прибыли. Инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, и инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы называют капитальными вложениями.

Инвестиционный проект это обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая проектно-сметная документация, разработанная в соответствии с законодательством и утвержденными в установленном порядке стандартами, нормами и правилами, а также описание практических действий по осуществлению инвестиций (бизнес-план). Естественно, что проектные материалы в данном случае должны содержать информацию о том, кто осуществляет инвестиции, в какой форме они осуществляются, каков объем этих инвестиций и как они распределены во времени.

Инвестор — это участник инвестиционного проекта, в числе действий которого предусмотрено осуществление инвестиций. Инвестиционный проект вовсе не обязательно предусматривает капитальное строительство, поскольку инвестиции могут осуществляться и в прирост оборотного капитала или инвестор может в качестве своего вклада внести в проект готовое здание или имеющееся оборудование. В качестве инвестора в проекте, в принципе, могут выступать почти все участники. Характерно, что многие проекты, предусматривающие реальные инвестиции,

неделимы, и не тиражируемы. Нельзя реализовать проект наполовину. Это не значит, что в проект нельзя вложить меньше средств, просто в этом случае остальные средства должен вложить какой-то другой участник. Однако за половину средств нельзя построить объект половинной мощности и получать половинный доход. С другой стороны, подобные проекты обычно нельзя и автоматически удваивать - за вдвое большие средства можно построить два однотипных объекта, но эти объекты будут в разных местах, они будут конкурировать между собой за рынок сбыта и в общем случае суммарные затраты и результаты по двум таким проектам не станут вдвое больше. Как правило, за вдвое большие средства нельзя построить и объект вдвое большей мощности – сказывается эффект концентрации производства. Другими словами, изменение масштабов инвестиций не приводит к пропорциональному увеличению затрат и результатов, оно должно рассматриваться как самостоятельный новый проект и требует разработки самостоятельных проектных материалов.

Инвестиционный проект предполагает удачное использование сложившейся или ожидающейся в перспективе рыночной конъюнктуры и, как правило, «выводит из игры» конкурентов. Уникальность проектов обуславливает необходимость индивидуального подхода к оценке эффективности каждого из них. В любом проекте может быть своя «изюминка», обеспечивающая эффективность проекта и требующая индивидуального подхода. В то же время принципы, на базе которых должна быть учтена эта «изюминка» при оценке эффективности проекта, достаточно общие. На практике проекты оценивают с разных точек зрения, и эта работа обычно называется анализом или экспертизой проекта. Предметом такого анализа или экспертизы может быть и очень часто бывает и эффективность проекта, однако анализировать эффективность проекта можно лишь после того, как проанализированы некоторые другие его аспекты.

При оценке эффективности мы исходим из той информации о проекте, которая содержится в проектных материалах, принимая ее обычно как полную, точную и достоверную. При экспертизе или анализе проекта задача обратная - выяснить, насколько полна, точна и достоверна приведенная в этих материалах информация о параметрах проекта, его реализуемости и связанном с ним риске. Говорить об эффективности проекта можно лишь, когда содержащаяся в проектных материалах информация подтверждает реализуемость проекта. Реализуемость проекта может оцениваться с разных точек зрения: технической, технологической, оборонной, экологической и других. Наиболее важна для нас реализуемость проекта с финансовой точки зрения. Одной из главных составляющих процесса анализа инвестиционных проектов является расчет их коммерческой эффективности. До самого последнего времени расчет эффективности капиталовложений производился преимущественно с «производственной» точки зрения и мало отвечал требованиям, предъявляемым финансовыми инвесторами: во-первых, использовались статические методы расчета эффективности вложений, не учитывающие фактор времени, имеющий принципиальное значение для финансового инвестора; во-вторых, использовавшиеся показатели были ориентированы на выявление производственного эффекта инвестиций, т.е. повышения производительности труда, снижения себестоимости в результате инвестиций, финансовая эффективность которых отходила при этом на второй план. Поэтому для оценки финансовой эффективности проекта целесообразно применять т.н. «динамические» методы, основанные преимущественно на дисконтировании образующихся в ходе реализации проекта денежных потоков. Применение дисконтирования позволяет отразить основополагающий принцип «завтрашние деньги дешевле сегодняшних» и учесть тем самым возможность альтернативных вложений по ставке дисконта.

Общая схема всех динамических методов оценки эффективности в принципе одинакова и основывается на прогнозировании положительных и отрицательных денежных потоков (грубо говоря, расходов и доходов, связанных с реализацией

проекта) на плановый период и сопоставлении полученного сальдо денежных потоков, дисконтированного по соответствующей ставке, с инвестиционными затратами. Очевидно, что такой подход сопряжен с необходимостью принятия ряда допущений, выполнить которые на практике (в особенности в российских условиях) достаточно сложно. Рассмотрим два наиболее очевидных препятствия. Во-первых, требуется точно оценить не только объем первоначальных капиталовложений, но и текущие расходы и поступления на весь период реализации проекта. Вся условность подобных данных очевидна даже в условиях стабильной экономики с предсказуемыми уровнем и структурой цен и высокой степенью изученности рынков. В российской же экономике объем допущений, которые приходится делать при расчетах денежных потоков, неизмеримо выше. Во-вторых, для проведения расчетов с использованием динамических методов используется предпосылка стабильности валюты, в которой оцениваются денежные потоки. На практике эта предпосылка реализуется при помощи применения сопоставимых цен, с возможной последующей корректировкой результатов с учетом прогнозных темпов инфляции, либо использования для расчетов стабильной иностранной валюты. Второй способ более целесообразен в случае реализации инвестиционного проекта совместно с зарубежными инвесторами. Безусловно, оба эти способа далеки от совершенства: в первом случае вне поля зрения остаются возможные изменения структуры цен; во втором, помимо этого, на конечный результат оказывает влияние также изменение структуры валютных и рублевых цен, инфляция самой иностранной валюты и колебания курса. В этой связи возникает вопрос о целесообразности применения динамических методов анализа производственных инвестиций вообще: ведь в условиях высокой неопределенности и при принятии разного рода допущений и упрощений результаты соответствующих вычислений могут оказаться еще более далеки от истины. Следует отметить, однако, что целью количественных методов оценки эффективности является не идеальный прогноз величины ожидаемой

прибыли, а, в первую очередь, обеспечение сопоставимости рассматриваемых проектов с точки зрения эффективности, исходя из неких объективных и перепроверяемых критериев, и подготовка тем самым основы для принятия окончательного решения. Анализ развития и распространения динамических методов определения эффективности инвестиций доказывает необходимость и возможность их применения для оценки инвестиционных проектов. Наконец, мероприятия по оценке риска инвестирования и применение методов учета неопределенности в финансовых расчетах, позволяющие уменьшить влияние неверных прогнозов на конечный результат и тем самым увеличить вероятность правильного решения, могут существенно повысить обоснованность и корректность результатов анализа.

Все эти приемы можно рассмотреть на примере энергетического предприятия. Энергетика как объект инвестирования обладает рядом особенностей, которые предъявляют определенные требования к методике оценки эффективности энергетических проектов.

Прежде всего, энергетика отличается системным характером. Благодаря межотраслевому характеру воздействия на развитие национальной экономики она относится к тем отраслям инфраструктуры, эффективное развитие которых может быть осуществлено только в масштабах страны в целом или, по крайней мере, в крупных экономических районах, регионах. Следует иметь в виду, что сооружение новых энергетических объектов требует значительных сроков, достигающих 5—7 лет и более, и весьма крупных капитальных вложений, а также согласованного с этим развития энергомашиностроительной и электротехнической отраслей промышленности и соответствующей топливной базы. Кроме того, развивающиеся энергосистемы должны быть уверены в наличии к сроку ввода новых энергетических мощностей гарантированного рынка сбыта энергетической продукции (электрической и тепловой энергии).

Системные особенности электроэнергетической отрасли требуют рассмотрения инвестиционного проекта одновременно с двух позиций: общесистемной – как элемента единой системы и индивидуальной – как самостоятельного конкурентоспособного проекта на рынке единой электроэнергетической системы, а также применения комплексного подхода к оценке инвестиционного проекта – всестороннего изучения непосредственных затрат и полученных результатов, его влияние на экономику, природную и социальную среду.

2.2 Критерии и методы оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике

В основу оценки эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы, применимые к любым типам проектов независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период с учетом возможности использования различных валют;
- сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта);
- принцип положительности и максимума эффекта, для того чтобы инвестиционный проект, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект от реализации проекта был положительным, при сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта;

- учет фактора времени. При оценке эффективности проекта должны учитываться различные аспекты фактора времени, в том числе динамичность параметров проекта и его экономического окружения, разрывы во времени (лаги) между производством продукции или поступлением ресурсов и их оплатой, неравноценность разновременных затрат и/или результатов;

- учет только предстоящих затрат и поступлений. При расчетах показателей эффективности должны учитываться только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления, включая затраты, связанные с привлечением ранее созданных производственных фондов, а также предстоящие потери, непосредственно вызванные осуществлением проекта (например, от прекращения действующего производства в связи с организацией на его месте нового). Ранее созданные ресурсы, используемые в проекте, оцениваются не затратами на их создание, а альтернативной стоимостью, отражающей максимальное значение упущенной выгоды, связанной с их наилучшим возможным альтернативным использованием. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных (т.е. получаемых вне данного проекта) доходов в перспективе в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют;

- сравнение «с проектом» и «без проекта». Оценка эффективности инвестиционных проектов должна производиться сопоставлением ситуаций не «до проекта» и «после проекта», а «без проекта» и «с проектом»;

- учет наиболее существенных последствий проекта. При определении эффективности инвестиционных проектов должны учитываться все последствия его реализации, как непосредственно экономические, так и внеэкономические;

- учет наличия разных участников проекта, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях нормы дисконта;

- многоэтапность оценки. На различных стадиях разработки и осуществления проекта (обоснование инвестиций, ТЭО, выбор схемы финансирования, экономический мониторинг), его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;

- учет влияния на эффективность инвестиционного проекта потребности в оборотном капитале, необходимом для функционирования создаваемых в ходе реализации проекта производственных фондов;

- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;

- учет влияния неопределенности и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Несмотря на существенные различия между типами проектов и многообразие условий их реализации, оценки эффективности проектов и их экспертиза должны производиться в определенном смысле единообразно, на основе единых обоснованных принципов. Представляется, что принципы оценки эффективности инвестиционных проектов могут быть достаточно четко разделены на три структурные группы:

- методологические, наиболее общие, относящиеся к концептуальной стороне дела, «философии» оценки и мало зависящие от специфики рассматриваемого проекта, обеспечивающие при их применении рациональное поведение экономических субъектов независимо от характера и целей проекта;

- методические, непосредственно связанные с проектом, его спецификой, экономической и финансовой привлекательностью, обеспечивающие экономическую обоснованность оценок эффективности проектов и решений, принимаемых на их основе;

- операциональные, облегчающие процесс оценки с информационно-вычислительной точки зрения, соблюдение которых облегчит и упростит

процедуру оценок эффективности проектов и обеспечит необходимую точность оценок.

Кратко принципы оценки эффективности инвестиций изложены в таблице 4.

Таблица 4 - Принципы оценки эффективности инвестиций

Методологические	Методические	Операциональные
1 Измеримость	1 Сравнение ситуаций «с проектом» и «без проекта»	1 Взаимосвязь параметров
2 Сравнимость	2 Уникальность	2 Моделирование
3 Выгодность	3 Субоптимизация	3 Организационно-экономический механизм реализации проекта
4 Согласованность интересов	4 Неуправляемость прошлого	4 Многостадийность оценки
5 Платность ресурсов	5 Динамичность	5 Информационная и методическая согласованность
6 Неотрицательность и максимум эффекта	6 Временная ценность денег	6 Симплификация
7 Системность	7 Неполнота информации	
8 Комплексность	8 Структура капитала	
9 Неопровергаемость методов	9 Многовалютность	

Наряду с ними существуют еще и «частные» принципы, а точнее – правила, в соответствии с которыми осуществляются отдельные этапы оценки или учитываются отдельные специфические для конкретного проекта обстоятельства. Такие правила, иногда основанные на практическом опыте, иногда конкретизирующие общие принципы применительно к определенной ситуации, в случае необходимости излагаются при описании соответствующих этапов расчета.

Далее оценка проводится в два этапа:

- общая оценка проекта в целом и определение целесообразности его дальнейшей разработки;
- конкретная оценка эффективности участия в проекте каждого из участников.

На первом этапе организационно–экономический механизм реализации проекта (и, в частности, схема его финансирования) неизвестен или известен только в самых общих чертах, состав участников проекта также не определен. В этих условиях о «привлекательности» проекта можно судить только по показателям общественной и коммерческой эффективности проекта в целом.

Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления ИП для общества в целом, в том числе как непосредственные результаты и затраты проекта, так и «внешние»: затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели коммерческой эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для участника, реализующего ИП, в предположении, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами.

Какому из этих показателей отдать приоритет, зависит от общественной значимости проекта, от того, оказывает ли реализация проекта или отказ от него существенное или, по крайней мере, заметное влияние на социально-экономические параметры внешней среды (эффективность работы других предприятий, экологическую обстановку, уровень безработицы и т. п.).

Для локальных проектов оценивается только их коммерческая эффективность, если она оказывается приемлемой, можно переходить ко второму этапу оценки. Для крупномасштабных, народнохозяйственных и глобальных проектов в первую очередь оценивается их общественная эффективность. Если она неудовлетворительна, то проект не рекомендуется к реализации и не может претендовать на государственную поддержку. Если общественная эффективность положительна, то оценивается коммерческая эффективность. Здесь также возможны два случая. Если коммерческий эффект положителен, то проект остается для дальнейшего рассмотрения на втором этапе. Но как поступить, если коммерческая эффективность такого проекта

оказалась отрицательной? В нормальных условиях такой проект невыгоден для коммерческих инвестиций. Однако, поскольку в данном случае речь идет о крупных проектах, их можно превратить в выгодные за счет государственной поддержки в разумных пределах и в рациональной форме. В этой связи на данном этапе рекомендуется рассмотреть некоторые меры государственной поддержки, применяемые обычно для подобных проектов. Если хотя бы некоторые из таких мер обеспечивают положительную коммерческую эффективность проекта, то он может быть оставлен для рассмотрения на втором этапе и для более тщательного обоснования размеров и форм государственной поддержки. Если же проект остается коммерчески неэффективным при всех рассмотренных мерах государственной поддержки, то он должен быть отвергнут как нецелесообразный. Первый этап составляет содержание верхней половины схемы, приведенной на рисунке 4.

На втором этапе, представленном нижней половиной схемы рисунок 4, оценка эффективности проекта производится для каждого участника проекта уже при определенном организационно – экономическом механизме его реализации. Одновременно проверяется и финансовая реализуемость проекта. При получении негативных результатов производится корректировка организационно-экономического механизма реализации проекта, в том числе состава участников, схемы финансирования и мер государственной поддержки проекта, если таковые необходимы.

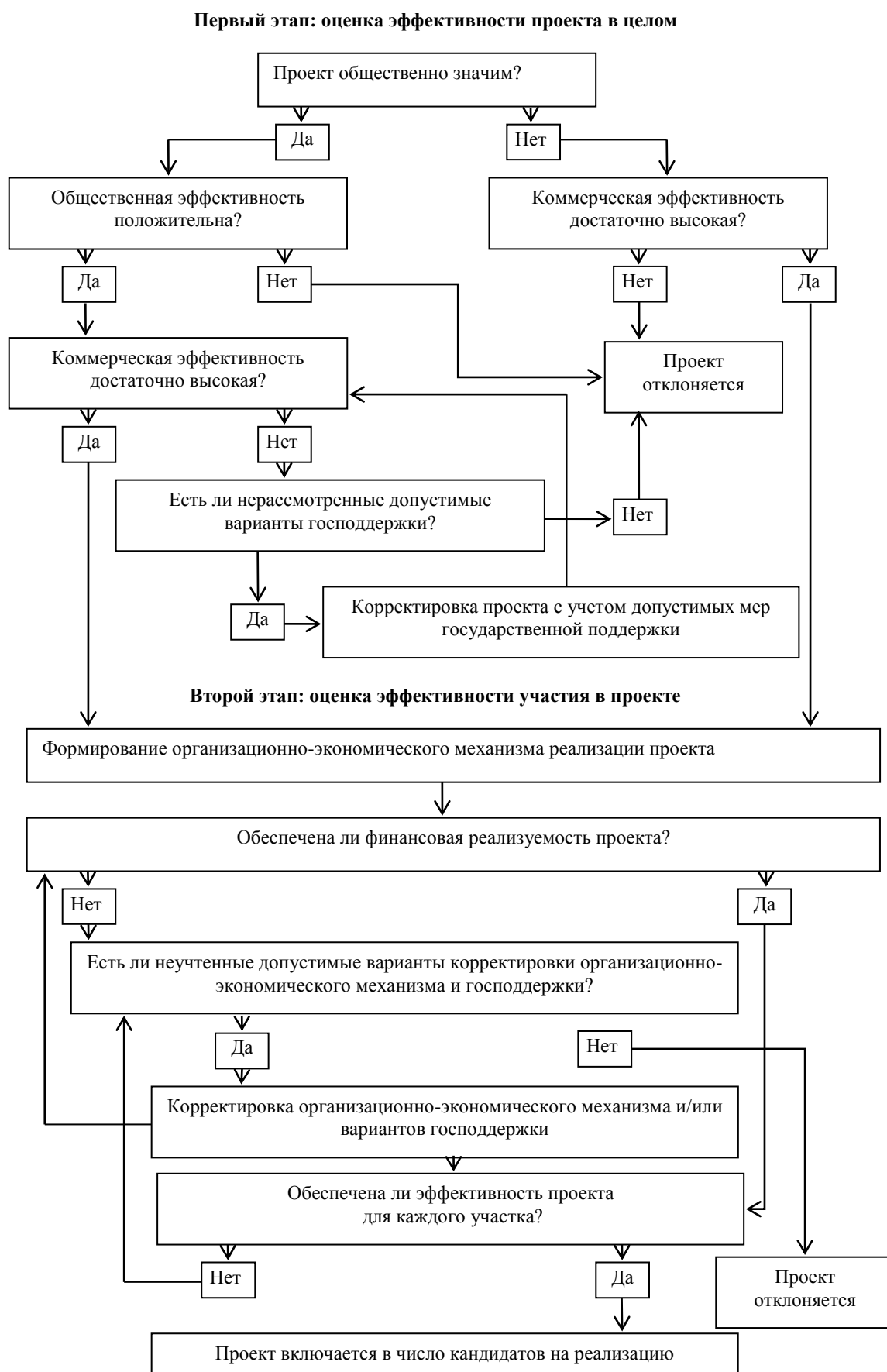


Рисунок 4 – Оценка эффективности проекта в целом

Структура участников проекта может быть сложной. В общем случае она может помимо «явных» участников (инвесторов, фирм-производителей конечной и промежуточной продукции, акционеров и др.) включать и «неявных», на деятельность которых проект оказывает влияние (например, Федерация и субъекты Федерации). При этом интересы разных участников не всегда совпадают. Поэтому они могут использовать разные критерии оценки эффективности и по-разному оценивать риск, связанный с их участием в проекте (на схеме это не отражено).

В данной работе мы рассматриваем локальный проект. Для локальных проектов, на этом этапе определяются финансовая реализуемость и эффективность участия в проекте отдельных предприятий, эффективность инвестирования в акции таких акционерных предприятий, а также эффективность проекта с точки зрения бюджета (бюджетная эффективность). Для общественно значимых проектов на этом этапе в первую очередь определяется народнохозяйственная, региональная и, при необходимости, отраслевая эффективность. При получении удовлетворительных результатов дальнейший расчет производится так же, как и для локальных проектов.

Участие в проекте для каждого участника – дело добровольное, приказывать участвовать, как правило, нельзя. Поэтому проект может быть выполнен, только если организационно – экономический механизм реализации проекта устроит его участников и каждому из них участие в проекте будет выгодно, в противном случае «состав участников рассыпается».

Если в процессе расчетов выяснится, что проект оказывается финансово нереализуемым или неэффективным для какого-либо участника, то производится корректировка организационно – экономического механизма реализации проекта, начиная от изменения размеров финансирования и кончая пересмотром состава участников и взаимоотношений между ними. При этом следует учесть, что каждый участник предъявляет свои требования к организационно - экономическому механизму реализации проекта и поэтому при

изменении состава участников портфель допустимых организационно-экономических механизмов может измениться.

При оценке эффективности инвестиционных проектов очень важно рассмотреть влияние факторов риска и неопределенности. Их влияние приводит к тому, что содержание, состав инвестиционного проекта и проектных материалов и методы оценки его эффективности существенно изменяются. В условиях неопределенности эффект проекта может быть большим, может оказаться и малым, возможно, даже отрицательным. К тому же каждый экономический субъект по-своему оценивает те или иные колебания доходов и расходов. Это требует введения в рассмотрение специальных показателей, характеризующих нестабильность затрат и результатов проекта, разброс возможных значений эффекта. В общем случае они именуется показателями устойчивости. Аналогов этим показателям в детерминированном случае нет, поскольку там не допускается сама возможность изменения затрат и результатов. Проверка проектов на устойчивость является важным элементом расчетов в условиях неопределенности. Проект считается абсолютно устойчивым, если он эффективен при всех сценариях, а возможные неблагоприятные последствия устраняются мерами, предусмотренными его организационно-экономическим механизмом.

Проект считается достаточно устойчивым, если он оказывается неэффективным только при тех сценариях, которые имеют относительно малую «степень возможности».

Основными элементами обеспечения устойчивости (стабилизационного механизма) являются:

- резервирование. В проектах должны предусматриваться резервы производственных мощностей, запасы сырья и материалов, запасы прочности отдельных конструкций, резервы и т. п.;

- страхование. В проектах могут предусматриваться различные виды страхования, правда, все они сопряжены с дополнительными затратами участников;

- адаптация;

- диверсификация закупок и сбыта. Такого рода мероприятия ослабляют зависимость предприятия от рыночного окружения и тем самым снижают риски, связанные со срывом реализации проекта из-за возможного отказа контрагента от закупки продукции или нарушения поставщиком графика поставок сырья или комплектующих. Конечно, при этом усложняется работа по снабжению и сбыту, что обычно приводит к увеличению совокупных затрат на производство и реализацию продукции;

- изменение состава участников проекта. Оно является одним из механизмов перераспределения риска и может быть реализовано, в частности, путем включения в дело венчурных фирм.

2.3 Анализ инвестиционного проекта энергопредприятия «Березовская ГРЭС» ПАО «Юнипро»

Совершенствование инвестиционной деятельности должно рассматриваться как фактор, влияющий на финансовую стабильность энергетического объекта. Качество оценки инвестиционных проектов и их реализация отражают эффективность использования финансовых ресурсов в процессе инвестирования и, и таким образом влияют на финансовое положение предприятия.

Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике определяется технологическими особенностями этих объектов, а также системной спецификой совместной работы объектов электроэнергетической отрасли.

К основным системным особенностям электроэнергетики относятся:

- непрерывность работы и одновременность процессов производства, передачи, распределения и потребления энергии;
- сильная технологическая зависимость функционирования и эффективной работы всех отраслей экономики страны от бесперебойного и полного удовлетворения их потребностей в энергии.

Индивидуальная конкурентоспособность энергетических инвестиционных проектов должна быть дополнена общесистемной целесообразностью. Общесистемная целесообразность определяется на основе энергетических балансов. Определенная таким образом потребность во вводах мощностей наполняется конкурентоспособными и целесообразными с общесистемных позиций проектами.

Энергетический рынок должен функционировать, и может быть конкурентным только при наличии адекватного резерва энергетических мощностей. Маркетинговые исследования, планы перспективного развития и исследования альтернатив энергоснабжения могут производиться также с помощью средств экономико-математического моделирования на базе оптимизационных и имитационных моделей перспектив развития электроэнергетики и рынка. Инвестиционные проекты, входящие в портфели конкурентоспособных предложений и показатели их конкурентоспособности становятся исходными данными для работы оптимизационных моделей развития региональных энергосистем и единой энергетической системы. В результате оптимизации определяются проекты, произведенная энергия которых находит сбыт в конкретные периоды времени с учетом имеющихся технологических, сетевых и ресурсных ограничений. Результаты этих исследований позволяют определить востребованный с общесистемных позиций перечень проектов и сроки их реализации.

Инвестиционный проект должен быть разумным с экономической и с технической точек зрения. При этом учитываются не только технологические

аспекты проекта, но и системы управления и финансирования, а также общая жизнеспособность результатов проекта.

Главной задачей показателей эффективности инвестиций является оценка привлекательности проекта, которая должна служить основанием для принятия окончательного решения о том, стоит ли его финансировать.

При оценке эффективности проектов, реализуемых на действующем предприятии, необходимо учитывать следующее:

- возможность влияния реализации проекта на технико-экономические и финансовые показатели в целом;
- возможность использования для реализации инвестиционного проекта основных фондов, материальных запасов и трудовых ресурсов, уже имеющихся на предприятии;
- возможность использования в качестве одного из источников финансирования инвестиционного проекта амортизации основных фондов и прибыли самого предприятия;
- необходимость использования для расчета показателей эффективности нормы дисконта, относящейся к предприятию в целом. В частности, включаемая в норму дисконта поправка на риск должна учитывать не только риск, связанный с данным проектом, но и другие виды рисков, связанных со всей деятельностью предприятия;
- налоговые платежи и соответствующие льготы, а также возможные графики возврата кредитов, как правило, могут быть точно вычислены только по предприятию в целом, а не по данному инвестиционному проекту;
- условия прекращения реализации проекта на действующем предприятии должны дополнительно увязываться с финансовыми показателями предприятия в целом.

Приростной метод является приближенным методом оценки инвестиционного проекта на действующем предприятии. В результате этого метода, как правило, нельзя определить абсолютный эффект осуществления

проекта на предприятии, но можно установить, выгоден ли данный проект для предприятия, и выявить целесообразность государственной поддержки проекта, ее рациональные размеры и формы. Этот метод рекомендуется применять только для предприятий с относительно устойчивым финансовым положением.

В тех случаях, когда необходим более детальный расчет (например, при оценке эффективности инвестиционных проектов для акционеров действующего предприятия) этот метод может оказаться недостаточным. В этих случаях рекомендуется производить полный расчет по предприятию в целом.

Расчет приростным методом производится так же, как и для инвестиционного проекта, реализуемого на вновь создаваемом предприятии, со следующими отличиями:

- в качестве выручки от реализованной продукции, численности персонала, стоимости основных фондов, текущих активов и пассивов и иных «объемных» показателей проекта принимается изменение соответствующих показателей по предприятию в целом, обусловленное реализацией инвестиционного проекта. В частности, в расчетах не учитываются амортизация основных фондов, существовавших независимо от данного инвестиционного проекта, хотя бы и используемых для его реализации, расходы по управлению производством, (если реализация инвестиционного проекта не требует увеличения административно-управленческого персонала). В то же время подлежит обязательному учету выручка от предусмотренной инвестиционным проектом реализацией на сторону имущества действующего предприятия;

- налоги, связанные с реализацией инвестиционного проекта, рассчитываются в соответствии с обусловленными этой реализацией изменениями выручки, балансовой прибыли, размеров оплаты труда, стоимости имущества и т.п. В частности, в расчетах не учитываются, налог на имущество действующего предприятия в части, используемой для реализации инвестиционного проекта, если в связи с его реализацией стоимость имущества не возросла, земельный налог (если реализация инвестиционного проекта не требует расширения земельного участка,

занятого предприятием) и т.д. Налог на прибыль определяется исходя из прироста налогооблагаемой прибыли по предприятию в целом (дополнительной прибыли, обусловленной реализацией инвестиционного проекта). Рекомендуется не учитывать существующую в настоящее время льготу по налогу на прибыль (связанную с ее использованием на инвестирование или погашение кредита), если только специальные расчеты не подтверждают, что эта льгота останется и для предприятия в целом, так как счет большей амортизации по предприятию (по сравнению с проектом) условия ее предоставления могут нарушиться;

- при проверке финансовой реализуемости проекта дополнительно учитываются возможности финансирования проекта за счет средств предприятия. В этих целях в расчет притока средств от операционной деятельности включаются «собственные средства предприятия» - поступления от деятельности предприятия, не связанной с проектом, размер которых и распределение по шагам должны быть заданы в исходной информации.

3 Оценка эффективности инвестиционного проекта технического перевооружения Берёзовской ГРЭС

3.1 Анализ технических параметров инвестиционного проекта

На сегодняшний день установленная мощность энергоблока №1 филиала «Берёзовская ГРЭС» составляет 750 МВт. Основными причинами ограничения установленной мощности энергоблока являются:

- шлакование ширмовых поверхностей нагрева и занос золой поверхностей нагрева конвективной шахты котла, с перекрытием сечения верхнего пакета конвективного первичного пароперегревателя (КПП) и конвективного вторичного пароперегревателя (КВП) до 50%;

- ограничение размольной и сушильной производительности МВ при работе котлоагрегата с калорийностью угля ниже 3650 ккал/кг и работе блока на 7 пылесистемах.

Положительный эффект данного проекта выражается в увеличении установленной мощности станции на 50 МВт, а так же снижении себестоимости единицы продукции.

Выполнение предлагаемого проекта на котлоагрегате № 1 позволит:

- обеспечить снятие ограничения мощности блока, в регулировочном диапазоне нагрузки блока 500-800 МВт, по причине заноса шлаком и золой пакетов КПП, КВП;

- обеспечить 100% очистку поверхностей нагрева ШПП-2, ШПП-3 установкой на 2-м ярусе 4-х дополнительных глубоководных аппаратов ($L=12,0\text{м}$) и заменой 68 аппаратов ОГ-12 на аппараты RK-SL;

- обеспечить 80 %-ную очистку поверхностей нагрева в опускном газоходе установкой 16-ти дополнительных маловыдвижных аппаратов ($L=0,8\div 1,6\text{ м}$);

- обеспечить увеличение аэродинамического сопротивления КШ в конце межремонтного периода: не более 35 мм. вод. ст.;

- обеспечить коэффициенты тепловой эффективности поверхностей нагрева в конце межремонтного периода, не менее: $\Delta\Psi_{\text{ШПП-2}} = 0,47$; $\Delta\Psi_{\text{КПП}} = 0,35$; $\Delta\Psi_{\text{КВП}} = 0,50$.

- повышение КПД котла П-67 ст.№1 от модернизации средств очистки составит $\Delta\eta_{\text{бр}} = 0,24\%$ и снижение удельного расхода условного топлива на 0,94 г/кВтч.

Результаты испытаний котла П-67 ст. № 1, показывают, что при длительной работе энергоблока с нагрузкой 750÷800, возникают риски: интенсивного шлакования и заноса золой поверхностей нагрева, вследствие не удовлетворительной работы существующей системы обдувки, это влечет значительное снижение тепловой эффективности поверхностей нагрева котла, увеличение аэродинамического сопротивления конвективной шахты, недопустимое увеличение разряжения дымовых газов в электрофильтрах (перед выходом в ремонт показания разряжения дымовых газов достигают

500÷510 кг/м², согласно паспорта не более 500 кг/м²). Перекрытие сечения пакетов КПП и КВП золой до 60%, приводит к сильному увеличению скорости газов в не перекрытых участках, что вызывает сильный эрозионный износ труб поверхностей нагрева.

Все перечисленное ведет к ограничению по мощности, вынужденным остановам, увеличению объемов и сроков работ на очистку поверхностей нагрева котлоагрегата, затрат на неплановые ремонты, штрафы за невыполненные обязательства, снижение количества часов использования установленной мощности. Снижается КПД котла, что приведет к перерасходу топлива и как следствие к увеличению условно переменных затрат.

Объем работ по реконструкции системы обдувки котлоагрегата включает в себя:

- изготовление, поставка и монтаж обдувочных аппаратов для очистки поверхностей нагрева: ШПП, ШВП - RK-SL (72 шт.); КШ - RK-SB (12 шт.), ОКШ (4шт.);
- демонтаж аппаратов ОГ-12 установленных для очистки ШПП и ШВП (68 шт.);
- изготовление и монтаж дополнительных сопел ГИО (8 шт.);
- изготовление и монтаж сопел и трубопроводов «пушечной» обдувки КПП (64 шт.);
- демонтаж схем управления обдувочными аппаратами ОГ-12 (68 шт.);
- монтаж и наладка схем управления обдувочными аппаратами RK-SL (72 шт.), RK-SB (12 шт.), ОКШ (4 шт.);
- монтаж и наладка схем управления и аппаратуры пушечной обдувки;
- закупка для системы управления ПТК системы очистки котла П-67 ст.№1 оборудование, материалы, права использования необходимого для данной работы программного обеспечения;

- реконструкция существующей системы управления ПТК системы очистки котла П-67 ст.№1 (включая проектирование, поставку оборудования, монтаж, калибровку новых каналов измерения, наладку с разработкой программы и проведением индивидуальных и комплексных испытаний, сдачу в эксплуатацию) с целью управления существующими и вновь установленными аппаратами обдувки, в соответствии с требованиями РД №153-34.1-35.127-2002;

- работы по наладке оборудования, вводу в эксплуатацию, опытная эксплуатация, приемо-сдаточные испытания;

- разработка и поставка эксплуатационной документации в объеме достаточном для эксплуатации и технического обслуживания поставляемого оборудования и программного обеспечения;

- обучение персонала по обслуживанию системы управления обдувочными аппаратами.

Вторая часть технического перевооружения котлоагрегата П-67 ст.№1, замена электродвигателей привода мельниц-вентиляторов решает проблему ограничения их размольной и сушильной производительности. При выводе в ремонт одной из мельниц-вентиляторов (плановый ремонт после наработки каждые 2000 часов) и подаче угля с калорийностью ниже 3650 ккал/кг, возникает ограничение по топливу, при работе блока с номинальной нагрузкой 800 МВт. Ограничение вызвано недостаточной мощностью электродвигателей привода мельниц-вентиляторов типа DKRX-1525-12А 800 кВт, так при калорийности угля ниже 3650 ккал/кг и загрузке по углю до 70 т/ч потребляемая мощность электродвигателя равна предельно допустимой. Замена электродвигателей привода мельниц-вентиляторов на более мощные типа АДОТ-1000-6000-12УЗ мощностью 1000 кВт, позволит снять этого ограничения. Частично замена уже проведена, 1МВ-1, 1МВ-4, 1МВ-5, 1МВ-8 работают с новыми электродвигателями, и опыт эксплуатации показал их эффективность. Для полного снятия ограничений необходима замена

электродвигателей в количестве 4 штук на мельницах-вентиляторах 1МВ-2, 1МВ-3, 1МВ-6, 1МВ-7.

Требования к выполнению работ:

- подрядчик обязан выполнить работы в соответствии с технологическим процессом, технологическими картами и/или проектом производства работ (ППР).

- работы должны быть выполнены в соответствии с ПБ, РД и другими действующими нормативными актами и нормативно-техническими документами в рамках настоящего Технического Задания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте проведен анализ коммерческой эффективности внедрения инвестиционного проекта по снятию ограничения мощности энергоблока №1 филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро», инвестиционная деятельность представляет собой один из наиболее важных моментов функционирования любой коммерческой организации. Инвестиции, направленные на перевооружение предприятия современным и надежным оборудованием сегодня, это залог безопасной, безаварийной и экономичной, а значит и конкурентоспособной работы в будущем.

Однако прежде чем инвестировать любой проект, необходимо дать комплексную оценку его эффективности, оценить реализацию проекта с точки зрения участников проекта, выявить граничные условия эффективности проекта, оценить риски, связанные с реализацией проекта и устойчивости проекта при случайных изменениях внешних условий.

Таким образом, в данной работе была поставлена цель – разработка и обоснование инвестиционного проекта технического перевооружения энергоблока №1 филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро».

Для достижения поставленной цели в работе были решены следующие задачи:

- исследованы тенденции, перспективы и проблемы, связанные с осуществлением инвестиционной деятельности в энергетической отрасли и в частности на филиале «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро»;
- рассмотрено положение и конкурентоспособность филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро» на рынках электроэнергии в Сибири;
- дан анализ существующих методов оценки инвестиционных проектов в отрасли, рассмотрена оценка коммерческой эффективности инвестиционных проектов;

- был разработан проект технического перевооружения энергоблока №1 филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро»;

- проведена оценка его коммерческой эффективности и анализ проектных рисков, связанных с реализацией проекта.

Для экономической оценки эффективности проекта использовался динамический метод, основанный на дисконтировании.

На основе проведенной финансово-экономической оценки эффективности проекта можно сделать вывод о его целесообразности, поскольку:

- «чистый дисконтированный доход» составляет 738 млн. руб;
- значение «внутренней нормы доходности» 49,9% и превышает, рекомендуемую ПАО «Юнипро» для инвестиционных проектов норму дисконта (12,43%) в четыре раза;

- «дисконтированный индекс доходности» показывает высокую эффективность инвестиций, на рубль затрат будет приходиться доход равный 4,3 рубля, что доказывает устойчивость проекта;

- простой, и дисконтированный срок окупаемости составляют соответственно 3,16 и 3,65 года, что значительно меньше срока реализации проекта.

В ходе проведенного анализа чувствительности были выявлены факторы, оказывающие наибольшее влияние на показатели эффективности проекта:

- цена на электроэнергию на РСВ;
- капитальные вложения;
- цена на мощность на КОМ;
- норма дисконта.

Выполненный анализ безубыточности позволил определить предельные значения факторов и их допустимое изменение, а, значит, и

состояние безубыточности проекта при различных значениях факторов внешней и внутренней среды.

Таким образом, при базовой норме дисконта проект останется безубыточным, если:

- цена электрической энергии на РСВ, может уменьшиться в 4,6 раза с 486 до 105 руб./ МВт*ч

или

- капитальные вложения, могут увеличатся в 4,3 раза с 250 до 1069 млн. руб.

или

- цена мощности на КОМ, может уменьшиться со 145 до 0 тыс. руб./ МВт*месяц

или

- цена на топливо может увеличиться в 2,3 раза с 450,8 до 1050, руб./т.н.т.

Проведенный анализ безубыточности позволяет сделать вывод о том, что главными ограничивающими факторами для прибыльности проекта являются: цена электроэнергии на РСВ, цена на топливо и капитальные вложения на них стоит обратить особое внимание при реализации проекта.

Проведенные расчеты и анализ их результатов позволяет сделать вывод, что проект является эффективным, он позволит обеспечить длительную работу энергоблоков с номинальной нагрузкой - 800 МВт, повысить КПД котла, снизить длительность останова котла на очистку поверхностей нагрева, уменьшить вредные выбросы в окружающую среду. С другой, финансово-экономической стороны имеет высокую устойчивость и резерв безопасности, а значит и коммерчески привлекателен.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Федеральный закон от 25.02.99г. №39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капиталовложений»;

2 Энергетическая стратегия России на период до 2030 года утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;

3 Энергетическая стратегия России на период до 2020 года утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р;

4 «Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 года» утверждена 7 июня 2002 года распоряжением Правительства Российской Федерации № 765-р, СОРАН проект по состоянию на 17.12.2008г;

5 Постановление правительства РФ №1172 от 27 декабря 2010 г «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности о внесении изменений в некоторые акты правительства РФ по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;

6 Постановление правительства РФ №238 от 13 апреля 2010 г «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода»;

7 «Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» Постановление правительства РФ № 643 от 24октября2003 г.;

8 «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (вторая редакция), утвержденными

Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госкомпромом России (№ ВК 477 от 21.06.99 г.);

9 П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, В.Н. Смоляк, Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: учебное пособие – М.: Дело, 2002. – 888с.;

10 Бирман Г.Ю. Экономический анализ инвестиционных проектов: учебное пособие для студ. сред. проф. учеб. заведений / Г.Ю. Бирман. – М.: Банки и биржи ЮНИТИ, 2006. – 224 с.;

11 Гришина И.В. Анализ и прогнозирование инвестиционных процессов в регионах России: – М.: СОПС, 2005. – 256с.;

12 Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р

13 Гительман Л.Д. Энергетический бизнес: учебное пособие/ Л.Д. Гительман, Б.Е. Радников. – 2 изд., испр. – М.: Дело, 2006. – 600 с.

14 Гуслистый А. Управление инвестициями. Диверсификация портфеля, риск и слежки за рынком: / А. Гуслистый. – М.: Интернет-Трейдинг, 2005. – 31-41с.

15 Зубова, М.В. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие для студентов всех форм обучения и специальностей / СФУ ИГУиРЭ. Красноярск 2008. – 67-146с.

16 Зубова, М.В. Автоматизированное рабочее место финансового менеджера. Анализ проектных рисков инвестиций в энергопроекты с использованием программного продукта «ENERGY-INVEST»: / М. В. Зубова.: Уч. – изд. – ИПЦ КГТУ 2004. – 6-68с.

17 Коссов, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / В. В. Коссов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. – М-во экон. РФ, М-во 49роц. РФ, ГК по

стр-ву, архит. и жил. политике; – М.: ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000. – 556с.

18 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: / М-во экономики РФ, М-во финансов РФ, ГК по строительству, архит. и жилищной политике; рук. авт. кол.: В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000.

19 Методические указания по разработке плана прогноза развития генерирующих компаний и теплосетевых компаний на 2010-2020гг.: – М., 2009. Министерство энергетики Российской Федерации, ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике».

20 Непомнящий, Е.Г. Инвестиционное проектирование: учеб. пособие / Е.Г Непомнящий. – Таганрог: ТРТУ, 2003 – 265с.

21 Орлова, Е. Р. Инвестиции : учебник для ВУЗов/ Е. Р. Орлова. – М.: Омега-Л, 2006. – 207 с.

22 Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. ОАО РАО «ЕЭС России» 2008 г.

23 Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов в электроэнергетике: М.,1997. – 27с.

24 Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами): – М., 2000. – 32с.

25 Савицкая, Г.В. Анализ инвестиционной деятельности предприятия: учебное пособие / Г.В. Савицкая. – М.: Новое знание, 2002. – 704 с.

26 Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года разработанные ЗАО «АПБЭ» по заказу Минэнерго России. – М., 2009.

27 Финансы предприятий: / Е. М. Бородина, Ю. С. Голикова, Н. В. Колчина, З. М. Смирнова. – М.: ЮНИТИ, 1995 – 234 с.

28 Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2008 году [Электронный ресурс]: информационно-аналитический доклад подготовлен Министерством энергетики Российской Федерации в сотрудничестве с Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике и при участии инфраструктурных организаций отрасли. – Электрон. дан. – Режим доступа <http://www.e-arbe.ru/analytical/doklad2008.php> Загл. с экрана.

29 Царев, В. В. Оценка экономической эффективности инвестиций: / В. В.Царев, – СПб.: Питер, 2004. – 145с.

30 Шапиро, В.Д. Управление проектами: учебник для студентов вузов/В.Д. Шапиро. - М.,-1996.

31 Экономическая оценка инвестиций: учеб. пособие / М. И. Ример, А. Д. Касатов, Н. Н. Матиенко; под общ. Ред. М. И. Ример – СПб: Питер, 2006. – 480 с.

32 Гришина, И. В. Методология комплексного анализа инвестиционных процессов в регионах России // Инвестиции в России, 2005.

33 Гришина, И. В. Инвестиционная привлекательность регионов России для частных инвесторов: новые результаты сравнительного анализа // Инвестиции в России, 2008. - №4.

34 Есипов, В. Экономическая оценка инвестиций:/ В. Есипов, Г. Маховикова, И. Бузова.- М.: Вектор, 2005. – 287с.

35 Валинурова, Л.С. Управление инвестиционной деятельностью:/ Л.С. Валинурова, О.Б. Казакова.- М.: КноРус, 2005.-384с.

36 Мелекумов Я.С. Экономическая оценка эффективности инвестиций Я.С. Мелекумов.- М.: ИКЦ «ДИС», 2001.-160с.

37 Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / В.С.Самсонов, М.А.Вяткин. - М.: Высш.шк., 2001. -416с.

38 Марголин, А.М. Экономическая оценка инвестиций: учебник / А.М. Марголин, А.Я.Быстряков. - Издательство "ЭКМОС", 2001. - 240с.

39 Бард, В.С. Инвестиционные проблемы российской экономики: / В.С.Бард.-М: Экзамен., 2000.

40 Меркулов, Я.С. Экономическая оценка эффективности инвестиций и финансирование инвестиционных проектов:/Я.С.Меркулов. - М.: ИКЦ "ДИС", 1997.-158с.

41 Гительман, Л.Д. Эффективность энергокомпаний. Экономика. Менеджмент. Реформирование: / Л.Д. Гительман, Б.Е.Ратников. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес»., 2002. -544с.

42 Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Я. Рыжкин. Под ред. В. Я. Гиршфельда. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. – 1999. – 328 с.

43 Ковалев, В.В. Методы оценки инвестиционных проектов:/В .В. Ковалев. -М.: Финансы и статистика, 2000. - 141с.

44 Липсиц, И.В. Инвестиционный проект:/И.В. Липсиц. - М.: Издательство БЕК, 1999.-293 с.

45 Царев, В.В., Виленский. Оценка эффективности инвестиционных проектов:/ В.В. Царев, Виленский.- Питер, 2004.-288 с.

46 Бекетова, О.Н. Бизнес-план: Теория и практика / О.Н.Бекетова, В.И. Найденов. - М: Альфа-Пресс, 2004. - 272 с.

47 Попов, В.М. Бизнес-план инвестиционного проекта: Отечественный и зарубежный опыт. Современная практика и документация: учебно-практическое пособие - 5-е изд., перераб. и доп./ В.М. Попов. - М.: Финансы и статистика, 2004. - 423с.

48 Ковалев, В.В. Финансовый анализ: методы и процедуры / В.В. Ковалев. -М.: Финансы и статистика, 2002. - 560с.

49 Ансофф, И. Стратегическое управление:/ И. Ансофф. - М.:Экономика, 2000.- 347с.

50 Белолопецкий, В.Г. Финансовый менеджмент: Учебное пособие/ В.Г. Белолопецкий. - М.: КноРус 2005. – 448с.

51 Бочаров, В.В. Инвестиции: Учебник для вузов.2-е изд.- СПб.:Питер,2008-384 с.

52 Валинурова, Л.С. Управление инвестиционной деятельностью:/ Л.С. Валинурова, О.Б. Казакова.- М.: КноРус, 2005.-384с.

53 Есипов, В. Экономическая оценка инвестиций:/ В. Есипов, Г. Маховикова, И. Бузова.- М.: Вектор, 2005. – 287с.

54 Идрисов, А.Б. Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций:/ А.Б. Идрисов, С.В. Картышев, А.В. Постиков. - М.: Филинь, 2000—266с.

55 Косов, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов:/ В.В. Косов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. - М.: Экономика, 2005.-421с.

56 Барыкин С.Е. Капитал электроэнергетического предприятия. Методические и правовые вопросы оценки эффективности капитальных вложений:/ Барыкин С.Е. Уч. – изд.– Санкт-Петербургский ЭИПК 2004.– 68с.

57 Ендовицкий Д.А. Инвестиционный анализ в реальном секторе экономики: Учеб. Пособие / Под. Ред. Л.Т. Гиляровской. – М.: Финансы и статистика, 2003. – 352 с.

58 ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РОССИИ. Справочно-аналитический обзор/ Издательско-аналитический центр Энергия, 2010._475 с.

59 РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ. / © Analytic Research Group / Санкт-Петербург, 2010._67 с

60 Управление инвестициями предприятия за 14 дней. Экспресс-курс/С.С. Молчанов. – 3-е изд., переработанное и дополненное. – М.: Эксмо, 2008. -480 с.

61 Бланк И.А. Управление инвестициями предприятия. – К.: Ника-Центр, Эльга, 2009.

62 Бланк И.А. Основы инвестиционного менеджмента в 2-х томах. Ника-Центр, Эльга, 2006

63 Благодатин А., Лозовский Л., Райзберг Б. Финансовый словарь. – М.: ИНФРА-М, 2009.

64 Багатин Ю.В., Швандер В.А. Инвестиционный анализ. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2007.

65 Халтаева С.Р., Яковлева И.А. Бизнес-планирование: Учебное пособие. – Улан-Удэ, 2005. – 170с

66 Непомнящий Е.Г. Экономическая оценка инвестиций: Учебное пособие. – Таганрог: Изд-во «Сфинкс», 2005. – 296с.

67 Алиев В.С. Практикум по бизнес-планированию с использованием программы Project Expert. – М.: Изд-во Инфра-М, 2007. – 272с.

68 Халтаева С.Р., Яковлева И.А. Бизнес-планирование: Учебное пособие. – Улан-Удэ, 2005. – 170с.

69 Лукасевич И.Я. Анализ финансовых операций. Методы, модели, техника вычислений: Учебн. пособие для вузов. – М.: Финансы, ЮНИТИ, 1998. – 400 с.

70 Карлберг, Конрад Бизнес анализ с помощью Excel 2000.: Пер. с англ.: Уч. пос. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2000. – 480с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет коммерческой эффективности проекта

Таблица А.1 - Программа производства и дополнительного отпуска электроэнергии

Параметр	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Установленная мощность Бл.№1, МВт	750	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Число часов ИУМ, час	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992
Число часов готовности мощности, час	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497
Отпуск э.э., млн.кВтч	4238	4520	4520	4520	4520	4520	4520	4520	4520	4520	4520
Прирост отпуска э.э., млн.кВтч	0	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
Поставка мощности за год, млн.кВтч	6010	6410	6410	6410	6410	6410	6410	6410	6410	6410	6410
Прирост поставки мощности за год, млн.кВтч	0	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401
ИПЦ, на конец года, %	8,8	6,9	6,4	5,8	5,2	4,7	4,2	3,8	3,4	3,2	3,0
Тариф на мощность (РД), тыс. руб./тыс.кВтч в месяц	122	130	139	147	155	162	169	175	181	187	193
Цена на мощность в (КОМ), тыс. руб./тыс.кВтч в месяц	145	155	165	175	184	192	200	208	215	222	229
Средневзвешенная цена РСВ, руб./тыс.кВтч	486	520	553	585	615	644	672	697	721	744	766
Тариф на э.э. РД, руб./тыс.кВтч	327	350	372	394	414	433	452	469	485	500	515
Топливная составляющая, руб./МВтч	286	306	326	344	362	379	395	410	424	437	451
Цена топлива, руб./т.н.т.	454	485	516	546	574	601	627	651	673	694	715

Продолжение таблицы А.1

Параметр	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Мощность Бл№1, МВт	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Число часов ИУМ, час	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992	5992
Число часов готовности мощности, час	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497	8497
Отпуск э.э., млн.кВтч	4520	4520	4520	4520	4520	4520	4520	4520	4520	4520
Прирост отпуска э.э., млн.кВтч	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
Поставка мощности за год, млн.кВтч	6410	6410	6410	6410	6410	6410	6410	6410	6410	6410
Прирост поставки мощности за год, млн.кВтч	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401
ИПЦ, на конец года, %	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Тариф на мощность (РД), тыс. руб./тыс.кВтч в месяц	199	205	211	217	224	230	237	244	251	259
Цена на мощность в (КОМ), тыс. руб./тыс.кВтч в месяц	235	243	250	257	265	273	281	290	298	307
Средневзвешенная цена РСВ, руб./тыс.кВтч	789	813	837	862	888	915	942	971	999	1029
Тариф на э.э. РД, руб./тыс.кВтч	531	547	563	580	597	615	634	653	672	692
Топливная составляющая, руб./МВтч	465	479	493	508	523	539	555	571	589	607
Цена топлива, руб./т.н.т.	737	759	781	805	829	854	879	906	933	961

Таблица А.2 -Динамика налога на имущество

В миллионах рублей

Показатель	Год									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Стоимость на начало периода	250	237,5	225	212,5	200	187,5	175	162,5	150	137,5
Амортизационные отчисления	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Стоимость на конец периода	237,5	225	212,5	200	187,5	175	162,5	150	137,5	125
Среднегодовая стоимость	243,75	231,25	218,75	206,25	193,75	181,25	168,75	156,25	143,75	131,25
Налог на имущество (2,2%)	5,36	5,09	4,81	4,54	4,26	3,99	3,71	3,44	3,16	2,89

Продолжение таблицы А.2

В миллионах рублей

Показатель	Год									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Стоимость на начало периода	125	112,5	100	87,5	75	62,5	50	37,5	25	12,5
Амортизационные отчисления	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Стоимость на конец периода	112,5	100	87,5	75	62,5	50	37,5	25	12,5	0
Среднегодовая стоимость	118,8	106,3	93,8	81,3	68,8	56,3	43,8	31,3	18,8	6,3
Налог на имущество (2,2%)	2,61	2,34	2,06	1,79	1,51	1,24	0,96	0,69	0,41	0,14

Таблица А.3- Оценка эффективности инвестиционного проекта

В миллионах рублей

Показатель	Годы										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Операционная деятельность											
Выручка за дополнительную э.э.	0	144,0	153,2	162,1	170,5	178,5	186,0	193,1	199,6	206,0	212,2
Выручка за дополнительную мощность	0	84,3	89,7	94,9	99,9	104,6	109,0	113,1	116,9	120,7	124,3
Затраты на топливо	0	-86,5	-92,0	-97,3	-102	-107	-111	-116	-120	-124	-127
Оплата услуг операторов рынка	0	-4,71	-5,01	-5,30	-5,58	-5,84	-6,09	-6,32	-6,53	-6,74	-6,95
Снижение затрат на топливо	0	4,09	4,35	4,61	4,85	5,07	5,29	5,49	5,67	5,86	6,03
Амортизация	0	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5
Прибыль до налогообложения	0	128,7	137,8	146,5	154,7	162,6	170,0	176,9	183,3	189,6	195,7
Налог на имущество	0	-5,36	-5,09	-4,81	-4,54	-4,26	-3,99	-3,71	-3,44	-3,16	-2,89
Налог на прибыль	0	-24,67	-26,53	-28,33	-30,04	-31,67	-33,19	-34,63	-35,98	-37,29	-38,55
Чистая прибыль	0	98,7	106,1	113,3	120,2	126,7	132,8	138,5	143,9	149,1	154,2
Сальдо от операционной деятельности	0	111,2	118,6	125,8	132,7	139,2	145,3	151,0	156,4	161,6	166,7
Инвестиционная деятельность											
Отток денежн. средств	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистый денежный поток	-250	111,2	118,6	125,8	132,7	139,2	145,3	151,0	156,4	161,6	166,7
Чистый денежн. поток нарастающим итогом	-250	-139	-20,3	106	238	377	523	674	830	992	1159
Срок окупаемости простой	не настал	не настал	не настал	3года 2мес.	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал
Дисконтированный денежный поток	-222	88,0	83,5	78,8	73,8	68,9	64,0	59,2	54,5	50,1	45,9
Дисконтированный ден. поток с нарастающим итогом	-222	-135	-51,0	27,8	101,6	170,5	234,5	293,6	348,1	398,2	444,2
Срок окупаемости дисконтированный	не настал	не настал	не настал	3года 8мес.	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал

Продолжение таблицы А.3

В миллионах рублей

Показатель	Годы									
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Операционная деятельность										
Выручка за дополнительную э.э.	218,6	225,1	231,9	238,8	246,0	253,4	261,0	268,8	276,9	285,2
Выручка за дополнительную мощность	128,0	131,9	135,8	139,9	144,1	148,4	152,9	157,5	162,2	167,1
Затраты на топливо	-131,2	-135,2	-139,2	-143,4	-147,7	-152,2	-156,7	-161,4	-166,3	-171,2
Оплата услуг операторов рынка	-7,2	-7,4	-7,6	-7,8	-8,1	-8,3	-8,5	-8,8	-9,1	-9,3
Снижение затрат на топливо	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,6	7,9	8,1
Амортизация	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5	-12,5
Прибыль до налогообложения	201,9	208,3	215,0	221,8	228,8	236,1	243,5	251,2	259,1	267,2
Налог на имущество	-2,61	-2,34	-2,06	-1,79	-1,51	-1,24	-0,96	-0,69	-0,41	-0,14
Налог на прибыль	-39,86	-41,20	-42,58	-44,00	-45,46	-46,96	-48,51	-50,10	-51,74	-53,42
Чистая прибыль	159,4	164,8	170,3	176,0	181,8	187,9	194,0	200,4	206,9	213,7
Сальдо от операционной деятельности	171,9	177,3	182,8	188,5	194,3	200,4	206,5	212,9	219,5	226,2
Инвестиционная деятельность										
Отток денежн. средств	-250									
Чистый денежн. поток	171,9	177,3	182,8	188,5	194,3	200,4	206,5	212,9	219,5	226,2
Чистый денежн. поток с нарастающим итогом	1330,4	1507,7	1690,6	1879,1	2073,4	2273,8	2480,3	2693,2	2912,7	3138,9
Срок окупаемости простой	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал
Дисконтированный денежный поток	42,1	38,7	35,5	32,5	29,8	27,3	25,1	23,0	21,1	19,3
Дисконтированный ден. поток с нарастающим итогом	486,3	525,0	560,4	593,0	622,8	650,1	675,2	698,2	719,2	738,6
Срок окупаемости дисконтированный	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал	настал

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Анализ чувствительности проекта

Таблица Б.1 - Чувствительность критерия NPV, абсолютные показатели

Показатель	Чистый дисконтированный доход (NPV), млн. руб.						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	613	655	697	738	780	822	864
Цена на электроэнергию на РСВ	456	550	644	738	833	927	1 021
Цена на мощность на КОМ	575	629	684	738	793	848	902
Капитальные вложения	806	784	761	738	716	693	671
Норма дисконта	1 091	955	838	738	653	578	513
Цена на топливо	907	851	795	738	682	626	570

Таблица Б.2 - Чувствительность критерия NPV, относительные показатели

Показатель	Чистый дисконтированный доход (NPV), %						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	-17	-11	-6	0	6	11	17
Цена на электроэнергию на РСВ	-38	-26	-13	0	13	26	38
Цена на мощность на КОМ	-22	-15	-7	0	7	15	22
Капитальные вложения	9	6	3	0	-3	-6	-9
Норма дисконта	48	29	14	0	-12	-22	-31
Цена на топливо	23	15	8	0	-8	-15	-23

Таблица Б.3 - Чувствительность критерия IRR, абсолютные показатели

Показатель	Внутренняя норма доходности (IRR), %.						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	43,9	45,9	47,9	49,9	51,9	53,9	55,9
Цена на электроэнергию на РСВ	36,3	40,9	45,4	49,9	54,4	58,9	63,4
Цена на мощность на КОМ	42,1	44,7	47,3	49,9	52,5	55,1	57,7
Капитальные вложения	69,5	61,4	55,0	49,9	45,7	42,2	39,3
Норма дисконта	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9
Цена на топливо	58,0	55,3	52,6	49,9	47,2	44,6	41,9

Таблица Б.4 - Чувствительность критерия IRR, относительные показатели

Показатель	Внутренняя норма доходности (IRR), %.						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	-12	-8	-4	0	4	8	12
Цена на электроэнергию на РСВ	-27	-18	-9	0	9	18	27
Цена на мощность на КОМ	-16	-10	-5	0	5	10	16
Капитальные вложения	39	23	10	0	-8	-15	-21
Норма дисконта	0	0	0	0	0	0	0
Цена на топливо	16	11	5	0	-5	-11	-16

Таблица Б.5 - Чувствительность критерия DPI, абсолютные показатели

Показатель	Дисконтированный индекс доходности (DPI), руб.						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	3,76	3,94	4,13	4,32	4,51	4,70	4,88
Цена на электроэнергию на РСВ	3,05	3,47	3,90	4,32	4,74	5,17	5,59
Цена на мощность на КОМ	3,58	3,83	4,07	4,32	4,57	4,81	5,06
Капитальные вложения	6,18	5,40	4,80	4,32	3,93	3,60	3,32
Норма дисконта	5,74	5,20	4,73	4,32	3,97	3,66	3,38
Цена на топливо	5,08	4,83	4,57	4,32	4,07	3,81	3,56

Таблица Б.6 - Чувствительность критерия DPI, относительные показатели

Показатель	Дисконтированный индекс доходности (DPI)						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	-13	-9	-4	0	4	9	13
Цена на электроэнергию на РСВ	-29	-20	-10	0	10	20	29
Цена на мощность на КОМ	-17	-11	-6	0	6	11	17
Капитальные вложения	43	25	11	0	-9	-17	-23
Норма дисконта	33	20	9	0	-8	-15	-22
Цена на топливо	18	12	6	0	-6	-12	-18

Таблица Б.7 - Чувствительность критерия DPP, абсолютные показатели

Показатель	Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	4,08	3,92	3,78	3,65	3,53	3,42	3,32
Цена на электроэнергию на РСВ	4,90	4,37	3,96	3,65	3,39	3,18	3,00
Цена на мощность на КОМ	4,25	4,01	3,82	3,65	3,49	3,36	3,23
Капитальные вложения	2,80	3,08	3,36	3,65	3,93	4,24	4,54
Норма дисконта	3,48	3,54	3,59	3,65	3,71	3,77	3,83
Цена на топливо	3,22	3,35	3,49	3,65	3,83	4,03	4,27

Таблица Б.8 - Чувствительность критерия DPP, относительные показатели

Показатель	Дисконтированный срок окупаемости (DPP), %						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	12	7	4	0	-3	-6	-9
Цена на электроэнергию на РСВ	34	20	9	0	-7	-13	-18
Цена на мощность на КОМ	17	10	5	0	-4	-8	-11
Капитальные вложения	-23	-16	-8	0	8	16	24
Норма дисконта	-5	-3	-2	0	2	3	5
Цена на топливо	-12	-8	-4	0	5	10	17

Таблица Б.9 - Чувствительность критерия РВР, абсолютные показатели

Показатель	Простой срок окупаемости (РВР), лет						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	3,46	3,35	3,25	3,16	3,08	3,00	2,92
Цена на электроэнергию на РСВ	4,00	3,65	3,38	3,16	2,98	2,82	2,71
Цена на мощность на КОМ	3,57	3,42	3,28	3,16	3,05	2,95	2,86
Капитальные вложения	2,53	2,74	2,96	3,16	3,36	3,57	3,77
Норма дисконта	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16
Цена на топливо	2,85	2,95	3,05	3,16	3,29	3,43	3,59

Таблица Б.10 - Чувствительность критерия РВР, относительные показатели

Показатель	Простой срок окупаемости (РВР), лет						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
КИУМ	9	6	3	0	-3	-5	-8
Цена на электроэнергию на РСВ	27	16	7	0	-6	-11	-14
Цена на мощность на КОМ	13	8	4	0	-3	-7	-9
Капитальные вложения	-20	-13	-6	0	6	13	19
Норма дисконта	0	0	0	0	0	0	0
Цена на топливо	-10	-7	-3	0	4	9	14

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Анализ безубыточности проекта

Таблица В.1 – Анализ безубыточности проекта в абсолютных показателях

Норма дисконта, %	Цена электроэнергии на РСВ, МВтч	Капитальные вложения, млн. руб.	Цена на мощность КОМ, тыс.руб./МВтч*мес	Цена на топливо, руб/т.н.т.
10%	85,9	1 282	-61	1080,10
12,43%	105,2	1 069	-51	1049,88
20%	173,1	675	-16	943,58
30%	273,6	437	36	786,37
40%	379,4	319	90	621,00
49,92%	486,2	250	145	453,80
60%	595,6	205	201	282,71
70%	704,6	174	258	112,10

Таблица В.2 – Анализ безубыточности проекта в относительных показателях

Норма дисконта, %	Цена электроэнергии на РСВ, %	Капитальные вложения, %	Цена на мощность КОМ, %	Цена на топливо, %
10%	-82%	413%	-142%	138%
12,43%	-78%	328%	-135%	131%
20%	-64%	170%	-111%	108%
30%	-44%	75%	-75%	73%
40%	-22%	28%	-38%	37%
49,92%	0%	0%	0%	0%
60%	22%	-18%	39%	-38%
70%	45%	-30%	77%	-75%